

## 2025年度中間決算説明会における主な質疑応答

Q1. 女川2号機の特定重大事故等対処施設の工事（以下、特重工事）完了期限延長について、お聞きしたい。先ほどのご説明のとおり、まず、原子力規制委員会とATENA（原子力エネルギー協議会）による意見交換が行われ、その後、原子力規制委員会において議論に着手していただいている状況と認識している。自分も久しぶりに動画中継を見たが、非常に厳しい意見があったように感じたところ。その場の議論では、「全体としての説明が概略的すぎるので、一つひとつの工程別で、実際の建設業界の職場環境の変化により、どの程度の遅れが出ているのか、もう少し具体的に説明してほしい」など、さまざまな要望が出ていたが、今後、どのくらいの時間をかけて議論していくことになるのか。

また、現在、原子力規制委員会から指摘されている事項について、着実に説明できる状況にあるのか、もう少し詳しく説明してほしい。

A1. 女川2号機の特重工事の件については、10月22日に開催された原子力規制委員会において、今後も議論を継続していくという結論になったものと理解している。山中委員長より、かなり厳しいコメントがあったのではないかとという趣旨でのご発言・ご質問と受け止めているが、他の委員の方々のコメントを拝見した限りでは、議論の必要性については、ある程度、認識を共有いただけたものと捉えている。いずれにしても、まずは事業者としての考え方について、根拠を含めて詳しく説明していく必要があると受け止めている。

本件については、日本建設業連合会様による「適正工期確保宣言」に基づき、労働条件が非常に厳しくなっている状況を前提として、仮定のもとで工期を評価した結果、最大で約3年程度の延長が必要ではないかという説明をしているところ。考え方の中身やより細かい部分については、適宜説明していく必要があると考えており、説明主体はATENAとなるものの、当社もその一員として、適切に協力しながら対応してまいりたい。

また、議論に要する期間については、実際に進めてみないと分からない部分もあるため、原子力規制庁や原子力規制委員会とさまざまなやり取りをしながら進めていくことになる。したがって、現時点では、どの程度の期間を要するかについては申し上げられないということで、ご理解いただきたい。

Q2. 前の質問とも関連するが、仮に特重施設設置の猶予期限延期が認められないという前提に立つと、2026年度については、1月から4か月程度の定期検査が入ることにより期初に1～2ヶ月程度停止することとなる。さらに、年末(12月23日)から停止するため、大まかに言えば、通年で5ヶ月程度、より正確には4ヶ月半程度の停

止期間となる見込みである。また、2027年度については、このまま進めば通年で停止することになる。

2026年度は財務目標の区切りの年と認識しているが、女川2号機が4ヶ月半停止する可能性があり、また、もう一つの論点として、競争影響があることを考慮しても、2026年度の財務目標の達成とDOE2%目安という配当方針を堅持できると捉えてよいか。販売面については、今後挽回していく可能性もあると思うが、競争環境と原子力稼働率の低下という逆風がある中での経営としての意思を確認するものであり、社長から力強いメッセージをいただきたい。

A2. 原子力規制庁および原子力規制委員会とのやり取りについては、まだ結論が出ていないため、期限延長が認められる可能性はあるものの、仮にそれが得られない場合には、先ほどご説明したとおり、来年の12月23日以降に停止することになる。

これに伴う影響としては、一定の前提に基づき、約1ヶ月の停止で60億円程度の燃料費削減効果が失われるものと考えている。2026年度の運転期間を想定した場合、2026年12月23日から翌年の3月31日まで、約3ヶ月半となるため、単純計算で200億円程度の収支への影響が見込まれる。当社としては、今後も小売の競争対抗や卸売の拡大、需給の最適化への取り組み、さらに燃料調達への工夫、固定費削減の深掘りといったさまざまな施策を実行し、収益拡大とコスト削減を推進してまいりたい。

小売に関しては、域外展開を含め、これから成果が徐々に表れると認識しており、これらの取り組みをさらに加速することで、2026年度の財務目標の達成に向けて、引き続き、全力で取り組んでいく方針である。

また、DOEについての質問は、「仮に女川2号機が停止した場合、配当方針・配当政策はどのようになるのか」という趣旨と理解した。現状のルールに基づけば、女川2号機が停止するということになるが、あくまでも一時的な事象であり、特重工事が完了すれば運転を再開することとなるため、現時点で方針を変更する考えはない。

Q3. 東通1号機の状況について。さまざまな精査に伴い、安全対策工事完了時期の公表が来年度に持ち越しとなっているが、現状の審査ステータスをどのように捉えているか。また、さらに精査する必要が出てきた背景には、何か特殊な事情があるのか。

原子力全体の工事という観点では、女川2号機の特重工事が2028年度頃まで続く見通しであり、東通1号機の安全対策工事が本格化するのは2020年代後半から2030年代前半にかけてと考えられるが、そうした時間軸で再稼働までの期間を考えた方がよいかどうか、説明してほしい。

A3. 東通1号機については、基準津波に対する裕度に関して社内での検討を進めた結果、女川2号機と比較し、裕度が小さいことが判明した。このため、敷地の一部を4メートルほど嵩上げする計画に変更したい旨を原子力規制委員会に説明し、ご理解いただいたもの。そうした点を踏まえ、再度、基準津波やPRA津波（発生確率が極めて小さいものの、発電所への影響が大きい津波）の評価も含めた追加的な検討が必要となり、現在、原子力規制庁および原子力規制委員会への対応を進めている。

また、安全対策についても、嵩上げを前提に、どのように機器の配置を行うべきか検討する必要がある、この機器の配置検討も含めたプラント審査準備に1年半ほど時間を要する見込みである。そのため、設置変更許可の補正書準備にも時間を要している。

その後、審査に入ることになるが、安全対策工事は、審査の状況も踏まえながら設計を進め、その設計内容に従って現地工事に着工していくこととなる。安全対策工事の見通しについては2027年3月頃にお知らせできるようプラント審査準備に全力で取り組んでまいりたい。

Q4. 同じく、女川2号機の特重工事の完了時期について伺いたい。先月、工事完了時期を2028年8月に設定したが、これは合理的な算定結果に基づく設定なのか、前倒しになる可能性を考慮し余裕を持たせた設定なのか、それとも、現時点では不確定要素が多いためガイドラインに従って設定したものなのか、確認したい。

A4. 10月に公表した見直し工程については、我々がしっかりと内容を精査した計画であり、基本的にはこの工程で完了させることを目指している。一方で、達成できるかどうかは分からないが、可能な限り、工程を前倒しする努力をこれからも続ける予定である。したがって、「ガイドラインに基づいた工程なのか」というご質問への回答としては、「そうではなく、我々がしっかりと内容を精査したうえで策定した工程である」とご理解いただきたい。

Q5. 東京電力HDと当社の共同保有電源である柏崎刈羽1号機に関して、柏崎市や東京電力HDから、廃炉という話が出てきていると認識している。仮に廃炉となった場合、当社には持ち分が半分あるため、原子力という価格競争力があり、CO2排出量ゼロの貴重な電源を失うことになるが、その点について、何か方策を考えているのか。

A5. まず、東京電力HDの柏崎刈羽1号機については、当社が開発に参加した電源であり、110万kWのうち半量を当社が受電する権利を有している。

本件に関する当社の認識として、あくまでも、「東京電力HDが廃炉の検討を表明した」段階と理解しており、決定事項であるとは認識していない。東京電力HDとの間では基本協定を締結しており、基本的に、廃炉まで含めて全て協議事項となっている。また、費用負担に関する協定も締結済みである。東京電力HDから正式な文書を受領しており、今後、具体的な協議に入る予定である。当社としては、廃炉という判断が妥当であるかどうかも含め、両社間で内容をしっかりと確認し、合意した上で、東京電力HDが最終的な判断を行うものと理解している。

Q6. 下期以降の需要獲得について、先ほど、「下期以降、特にエリア外での需要の獲得については一定の見込みがある」との説明があったが、既に結果として表れてきているものなのか。直近では状況が見えにくいかもしれないが、現時点における需要獲得をどの程度の規模感で見ればよいか、その期待値について説明してほしい。

A 6. 上期の状況については、決算説明資料に記載のとおり、小売販売電力量は前年同期比で12億kWhの減少となっているが、年度合計で見ると、前年からの減少幅は17億kWhと見込んでいる。内訳としては、上期の12億kWh減に対し、下期は5億kWh減となっており、つまり、減少幅は下期に大幅に縮小されると見込んだ上で、諸元に織り込んでいる。このように、競争対抗や離脱したお客さまの奪還、域外展開の取り組みを本格的に進めた効果は下期以降に表れるものと想定しており、また、2026年度以降については、これらの効果がより一層表面化すると考えている。

年度単位での契約更改ということもあり、足元の実績としては、4月のタイミングで先行的に離脱影響が発生してしまうが、現在は、我々も体制を強化しつつ、域外を含めた販売拡大に向けて、積極的に展開している。こうした取り組みの効果が今後表れてくることを、資本市場の皆さまにもご期待いただきたいと考えている。

Q 7. 特重工事の遅延への対応策として、経営効率化に関する説明があったが、売値への転嫁、小売でのリバランスという選択肢は取り得るか、説明してほしい。

「競争も厳しいのであり得ない」ということになるのか、あるいは、自発的なリバランスではないとしても、たとえば、「需給が逼迫すると結果的に卸売の価格が上がり、小売サイドとしても転嫁せざるを得ない状況になる」というストーリーが描けるのかなども含め、売値への転嫁ストーリーの実現性の有無について、頭の体操レベルの内容でも良いので、現時点での見方を示してほしい。

A 7. 小売料金への転嫁については、現在、競争環境が非常に厳しいため、なかなか難しいと認識している。他方、全体的な収益拡大や効率化に向けた対応について、これまでの説明で触れていなかった点を補足すると、まず、送配電事業においてかなり収支が悪化しており、非常に強い課題認識を持っている。送配電事業については、今年10月に託送料金の見直しを実施しており、現在も、料金制度専門会合でさまざまな議論が進められている。その中で、インフレ分や物価補正については、基本的には第2規制期間以降が適用の対象となるが、期中調整の可能性も否定されていないため、今後の動向を注視しつつ、対応してまいりたい。なお、これは当社だけでなく、事業者全体に共通する課題でもあるため、送配電事業に係る対応については、状況を注視しながら、早期の対応が可能なものから着手し、収益改善への努力を続けたいと考えている。

小売の収益力強化という点では、価格の固定化ニーズが高いお客さまも多く存在するため、様々なニーズに対応した料金メニューを提供するとともに、グリーンビジネスに係るさまざまなソリューションを含めた付加価値サービスを組み合わせることで、より客単価の高い料金メニューを提示できると考えている。

こうした努力を通して収益の拡大を図ることに加え、当社では、卸売と小売の両面で地域外も含めた販売の拡大を目指している。このような取り組みを今後さらに強力に展開していくことで、収益の向上につながるものと考えており、先ほど説明した取り組みと合わせてしっかりと推進し、利益の拡大を目指してまいりたい。

Q 8. 中間決算時点における通期業績の見通しについて、売上高や各利益の全体額は変更していないものの、内訳にはいろいろな変更があったとみている。可能であれば、セグメントごとの内訳や収支の入り繰り、販売電力量の減少分をどのように補っているのかなど、定量的な数字を含めて説明してほしい。

A 8. 経営戦略的な意味合いもあり、詳細までご説明するのは難しいが、現在公表している業績予想については、4月の業績予想公表時に前年との対比をラダー図で説明しているため、それが前提となるものと考えている。4月に公表した経常利益予想（1,900億円）からの変動要因については、このあと説明するが、当社はセグメント別の業績予想を公表していないため、その点をご容赦いただきたい。

4月以降の変化としては、競争の進展を踏まえ、小売販売電力量の見通しを下方修正しており、それに伴う小売販売電力量の減少が、利益の減少に影響を及ぼしている。もう1つの要因として、女川2号機において水素濃度検出器のトラブルによる中間停止が発生しており、その分についても収支悪化に影響している。

一方で、決算説明資料にも記載したとおり、燃料諸元において、原油C I F 価格が低下している。また、全体的な傾向として石炭価格も下がっており、それに伴って燃調タイムラグが改善している。

総じてみると、収支悪化の要因として、小売販売電力量の減少や女川2号機の中間停止などが挙げられるが、それらを燃料価格の低下による燃調タイムラグの改善で補うことで、経常利益1,900億円を維持できると考えている。今後も、販売面での強化など、さまざまな取り組みによって、実利益の部分についても挽回を図ってまいりたい。

Q 9. 先ほどから、エリア内の小売の競争環境や域外獲得に向けた取り組みについての説明を受けているが、小売販売電力量を増やす取り組みが、本当に利益に寄与しているのか疑問に感じている。離脱防止に向けて一部の顧客向けに値下げしたり、離脱顧客の奪還に向けて対抗割引を行ったりすることで、「小売販売電力量は増えても利益は増えない」という事態に陥っているのであれば、意味のないことである。きちんと利益につながるかたちで顧客が獲得できているのか、確認したい。

A 9. 全体的に捉えると、ご指摘のとおり、競争状況が厳しいということは、料金の値引きを含めた何らかの対応が必要となることを意味するため、お客さま一人当たりの利幅は減少する傾向にある。ただし、大きな方向性としては、小売販売電力量を拡大することで、同じ面積（利幅×数量）を獲得していく方法を模索しているところ。

他方、当社ではエネルギー・ソリューション・パートナーという専任対応スタッフが、それぞれのお客さまのニーズの把握に努めている。お客さまの中には、価格の固定化ニーズの高い方やグリーンビジネスに対する興味・関心が高い方、自社の受電設備などのメンテナンスを含む領域で、省エネにつながる専門知識に基づくソリューションを求められる方など、様々な方がいらっしゃる。引き続き、多種多様なニーズにきめ細かく応えることで、付加価値のある収益も獲得しながら、電気単体の競争における利益減少を補い、全体的な収益の向上につながる取り組みを進めてまいりたい。

- Q10. 先ほどの特重工事遅延に対する対応策について、再度お聞きしたい。この質問に対し、「競争環境を踏まえると、特重遅延による減益分を小売価格に転嫁することは難しい」との言及があったが、2026年度は別として、少なくとも全面的に停止する可能性の高い2027年度の卸入札を実施するに当たり、発電側としては、おそらく原子力が停止している前提で卸入札価格を提示する方向になると見ている。そうした場合、エリアの卸価格は上昇方向になると思うが、それでも小売の料金に転嫁するのが難しいという判断になるのであれば、当社が現在、域内の小売で競合相手に取られている部分は、首都圏を中心とした域外から電源供給されており、当社が卸で供給している電源を使用して取られているわけではないという認識なのか。
- A10. 当社エリア内に進出している新電力などの各事業者の状況について、我々が細かい部分まで把握しているわけではないが、現在、JEPX価格がかなり安価な水準で推移しているため、市場連動メニューを前提として進出しているものと理解している。
- したがって、現在のJEPX価格レベルと、当社が電源を保有し、固定費を背負った中でお客さまに提示するメニュー価格との間での競争となっているのが実態である。ただし、当社としても、域外展開を進める中で、相対取引や市場から調達した電気を高圧以上のお客さま向けの料金メニューへ反映のうえ対応している。これらを活用して個別のお客さまごとに価格を提案するなど、さまざまな方法を講じつつ、同様の対抗措置をとりながら販売拡大を図っている状況とご理解いただきたい。
- Q11. 女川3号機および東通1号機について、長期脱炭素電源オークションに応募して収益を獲得する可能性があるのかどうか、教えてほしい。また、可能性がない場合には、その理由についても説明してほしい。
- A11. 長期脱炭素電源オークションについては、制度を活用することにより、投資回収の予見性が高まるというメリットがあると捉えている。一方で、他市場収益の約9割を還付することや、想定外のコスト増加が発生した場合にカバーされない部分など、デメリットもあると認識している。また、原子力の場合、大規模な投資が必要であり、バックフィットや追加投資など事後的に発生する費用への対応についても課題がある。そのため、現状よりも制度を改善していただきたいと要望しており、国においても、これらを考慮し、制度の見直しが進められていると理解している。
- 他律的に発生する費用については、追加投資のうち国がある程度事後補正を認めたものに関して追加的に考慮がされる方向となっているが、対象が新設・リプレースに限定され、かつ、上限が設定されたうえに、一部が自己負担となる場合もあるため、現状の制度が十分だとは認識していない。そうした点を踏まえ、我々としては、今後の制度の見直しや議論の動向を注視しながら判断していくことになる。
- Q12. 先ほど、「送配電事業に課題がある」との言及があったが、確かに、上期において、送配電セグメントの経常損益が赤字となっているのは、旧一般電気事業者の中で当社のみであった。また、他社においては、需給調整関係費用が前年同期比でプラスに寄与しているケースが多いと見受けられるが、当社がそうした状況に陥っている理由に

ついて、どのように分析しているのか。また、これに対して手を打つ必要があるのか、あるいは自然に解決されていくと見ているのか、どちらも考えられると思うが、来期以降の水準感について、現状の見通しを示してほしい。

あわせて、三次調整力②の影響が大きいなら、来期に交付金の精算が発生すると思うが、今期にマイナスを出している分だけ来期に有利に働く可能性はあるのか。

A12. 送配電事業の収支悪化の主な背景には、周波数の制御や需給バランス調整のために必要な調整力の調達費用の増加が挙げられる。東北エリアでは相当量の再生可能エネルギーが連系しており、最終的に余剰や不足が発生した場合のリバランスを東北電力ネットワークにて行う必要があるため、天候・気象状況とその予測精度などによって、不足分の追加供給力を調達する必要が生じているのが現状である。こうした点については、ある程度、経験則に基づく要素もあると考えられるため、東北電力ネットワークを中心に改善に努めていく方針であり、その効果は、今後、徐々に表れてくるものと期待している。

あわせて、需給調整市場全体としては、現行においても、さまざまな制度が整備されつつあるが、国としても、依然として課題が残っていることを認識しているものと受け止めている。我々としても、そうした課題認識を持っており、全国レベルでの議論や検討を通じて市場の改善が進むことで、今後、収益改善に向けた効果が表れてくるものと捉えている。現時点で赤字となっているが、あくまでも一時的な状況であり、今後の改善を見込んでいるところ。また、インフレ・物価高影響については、早急に補正を行うべきと考えており、国の動向を踏まえた上で、必要な手当てをできる限り早期に進めてまいりたい。

需給調整市場に関わる部分について補足。他社の状況を具体的に把握することが難しいため、当社特有のコスト問題についての明確なコメントは難しいが、経済産業省の審議会資料などから需給調整市場の取引単価の動向を把握することは可能である。その中では、週間取引において、東北エリアでは比較的高い単価の取引が見受けられるため、このことが、費用増加要因の1つになっていると推察している。東北電力ネットワークにおいても、来期以降の送配電事業の収支を少しでも改善させるべく、さまざまな対応を行っているところ。今後、社内でさらなる分析を進め、当社として、どのような対策を講じるべきか、しっかりと検討していく必要があると認識している。

また、三次調整力②の交付金について、当社では今年度、交付金の影響はそれほど大きく出ていない一方、来期以降の影響については、現時点では把握しきれていない。

Q13. 今年度の業績予想の考え方について、説明してほしい。決算説明資料15ページにおいて、経常利益の当初計画が1,900億円と示されており、タイムラグ影響を除いた経常利益についても1,900億円で据え置かれているが、先ほどの業績予想の見通しについての説明の中では、小売販売電力量が落ちていることや女川2号機の間停止による減益があることについて言及があった。原油C I F 価格による増益がタイムラグ影響の中に吸収されるとするとアップサイド要因が見えてこないが、原油C I F 価格のところでタイムラグ影響に関係しない実力ベースの利益を持ち上げてい

る部分があるのか、それとも、域外獲得など他の挽回策によるプラスが出ることを期待して、実力ベースの経常利益も1,900億円と置いているのか。また、同じ15ページ目の右側に記載されている感応度（収支変動影響額）は、費用影響を指すのか、利益影響を指すのか。

A13. 資料上、連結業績予想の経常利益とタイムラグ影響除きの経常利益が同じ1,900億円となっている点については、公式な業績予想値を変更していないため、タイムラグ影響除きの数字もそのまま据え置いているのが正直なところ。原油CIF価格についてはタイムラグ影響の中に吸収されており、中間決算の概要説明時にもタイムラグ影響で利益が改善していることをお伝えしている。実力ベースの利益も一部動いている部分があるとは思いますが、それについては今回の資料には反映していない。

なお、収支変動影響額については、原油価格が1ドル/バレル、為替レートが1円/ドル、原子力設備利用率が1%変動した場合の燃料費の変動影響額を記載している。

Q14. セルサイドアナリストは、開示情報を用いて投資家に説明している。資料に記載されていないことを口頭で補足されても、分析のしようがない。まずは、セグメント別の利益予想を開示することで、緊張感を持って対応いただきたい。現時点において、期初想定よりも100億円から200億円、経常利益が下振れしていると思われるが、どのセグメントで下振れていて、どの部分で挽回していくかという定量的な議論を行うことが重要である。次回は、ぜひセグメント別の利益予想を開示いただき、それに基づいて説明できるよう、対策を整えて退路を断ってほしい。現在のような、どんぶり勘定的な開示では議論が深まらない可能性が高いことを懸念している。

A14. セグメント別の情報開示など、頂戴したご意見については、今後、どのようなかたちで実施できるか、検討してまいりたい。あわせて、決算説明資料4ページにはタイムラグ影響を記載しており、中間期として差益が出ている部分を開示している。

今回は、4月公表の業績予想（売上高、各利益）を据え置いているが、本来であれば中間決算実績と同様に、主な増減要因についてラダー図を提示していれば、もう少しご理解を深められたものと受け止めている。また、1,900億円の見通しについての蓋然性は、第3四半期以降、より具体的な中身について開示できるよう検討を進めてまいりたい。

Q15. 設備投資額の通期計画を確認したい。前年度の設備投資額が約3,700億円で、そのうち、東北電力ネットワークが3~4割程度というイメージを持っているが、今年度の設備投資額について、可能な範囲で教えてほしい。

A15. 概算で申し上げますと、今年度は、4,000億円程度の投資額となることを想定している。また、東北電力ネットワークの比率としては、おおよそ6割とご理解いただきたい。現在、東北-東京間の第二連系線の工事など、送電システムの増強工事が最盛期を迎えており、そうした投資がかなり増加している状況である。

Q16. 送配電事業については、先ほどのコメントを拝聴し、非常に大変だと感じた次第。送配電事業の利益が下振れたことにより「小売もっと頑張れ」になり、「小売が頑張るのは域外での競争」という趣旨と受け止めた。域外に出ていくという選択肢は当社単体としては合理的かもしれないが、旧一般電気事業者全体を見ている立場からすると、ますます小売の利幅が悪化する要因になりかねないと懸念している。当社が域外で同じような事業を展開すれば、旧一般電気事業者同士の競争がスパイラル化し、事態がさらに悪化するのではないかと複雑な心境になっている。

その上で、送配電事業の現状についても言及する必要がある。この事業が100%規制されているものだとすれば、いっそのこと撤退したほうがよいのではないかという考えが頭をよぎる。完全な規制産業であったとしても、少なくとも自社でフリー・キャッシュ・フローをプラス・マイナス・ゼロにする制度であるべきと考える。

また、財務体質が特段潤沢でない当社が、送配電事業によって財務面の足を引っ張られている中で、インフレ影響や金利増を事業報酬率に反映させられるか否か、国や政治の動向を注視していかなければならない状況は、見事なまでに「公益企業としてのやりがいや使命感」を政府によって搾取されている構造に見えてしまっている。

この点については、抜本的なディスカッションを行い、事業報酬率のベース引き上げも含めて要請していくか、もしくは部分的に事業をやめる決断をするかという検討をしてほしい。

A16. 送配電事業の事業報酬率の低さについては、以前から課題認識しており、また、当社グループだけの問題ではないと理解している。事業報酬率の算定方法については、国で議論が進められており、現在のように金利が上昇傾向にある中、現行の1.5%という水準が妥当なのか、しっかりと議論を深めていただきたいと考えている。

送配電事業については、当社として、2つの視点で課題を捉えている。1つは、事業としての期待利益について現行水準を引き上げるべきだと思っているが、それが実現されていない点である。もう1つは、レベニューキャップという制度が導入されたものの、十分に機能していない部分がある点である。物価補正の問題については先ほど言及したが、需給調整市場もまだ完全には成熟しておらず、現行制度内にも改善すべき点が多く残されていると認識している。この2つの側面について、国の議論を深め、制度が整備されることに加え、今後は需要の増加が見込まれていることもあり、電力の安定供給において不可欠な事業と捉えていることから我々が取り組む意義は十分にあると考えている。

したがって、現行制度を良しとすることなく、改善を目指していきたいと思っており、当社企業グループとしても、必要な訴求はしていきたいと考えている。

Q17. 制度を整えば、というのはそのとおりだが、過去の動きを見ると、電力業界は普通の民間企業のスピード感よりも数倍遅く、政府はその電力業界よりもさらに遅いという感覚である。「制度を整えばとは言うものの、それを期待できる相手なのか」という点については、少なくとも、スピード感に関しては期待すべきではないというのが、これまでの実績を踏まえた印象である。そのため、今回の特重工事に際して電力業界

が取っている行動のように、これまでとは異なるアクションを起こしていただけるとありがたい。業界全体で、ぜひ努力していただきたく、お願いしたい。

A17. これは個社の問題ではなく、業界全体の課題だと認識している。そのため、電気事業連合会をはじめ、送配電網協議会など、さまざまな団体を通じて業界全体の課題として、国などに必要な要望や訴求活動を行ってきたところ。

スピード感についてのご指摘は厳しく受け止めており、我々としても、これは重要な課題だと考えているので、今後もしっかりと継続して対応してまいる所存である。

Q18. 決算説明資料23ページの次世代ネットワーク構築に係る説明の中で、2027年11月に北海道および首都圏においてネットワーク容量の拡充が予定されているとの記載がある。特に東京方面では容量が大幅に増加する見込みのようだが、それ以降、域外での営業活動は、組織体制も含めて加速されていく方向なのか。また、東北エリアとは異なるニーズを持つ顧客が多いと想定されるが、どのように対応していくか、見解を伺いたい。

A18. 先ほどの説明の中で、東日本エリアの今後の需要の伸びを示すグラフをご覧いただいたが、この先の10年間で、東北では3%、東日本全体では10%の伸びとなっている。そのため、首都圏に北海道を含めたエリアにおいて、データセンターを含めた需要が相当期待できると考えている。送電システムの増強により、ネットワークの制約が解消すれば、こうした需要を取り込む大きな機会にもなるため、状況を踏まえた万全な対応を進めてまいりたい。

Q19. データセンターの誘致に向けたウェルカムゾーンの公表に関する記載もあったが、言及できる範囲で、他企業との業務提携や引き合いの状況について教えてほしい。

A19. 冒頭のご説明でも言及したとおり、本年7月から法人営業部内に専任チームを設置した。この専任チームがさまざまな活動を行っており、現在、事業者としては約50社の企業や団体、さらに20ほどの自治体からも問い合わせをいただき、情報交換などを行っている。こうした動きを含め、東北・新潟エリアでは、構想や計画の初期段階のものを含む複数のデータセンター計画が顕在化しつつあり、私どもとしては、事業者から一定の関心が示されていると認識している。

先月、NTT東日本株式会社様、株式会社日本政策投資銀行様と当社の3社で業務協力協定を締結した。本協定は各社が電気・通信・ファイナンスという3つの強みを活かして連携することで、東北・新潟地域へのデータセンター誘致の実効性をさらに高めていくための取り組みであり、今後の誘致活動の加速に資するものと考えている。

また、既にご承知のとおり、国のGX戦略地域における「データセンター集積型」の提案募集は10月末で締め切られているが、報道や自治体との意見交換等を通じて把握している限りでは、東北・新潟地域からも一定の応募があったと認識している。こうした動きについても、引き続き注視しながら、データセンターの誘致へと適切につながっていきたくと考えている。

Q20. 中長期的な視点における火力発電所の位置付けについて、説明してほしい。火力発電に関しては、石炭火力、LNG火力ともに、環境対応コストの増加が課題となっているが、高効率タービンへの更新といった設備投資以外にも、収益性の向上を図る余地が残されているのか。

A20. 火力発電については、現時点においても供給力の中で相当な比率を占めており、原子力や再生可能エネルギーの導入を拡大したとしても、一定量の火力電源は、引き続き活用していく必要があると考えている。

石炭火力については、カーボンニュートラルの観点からフェードアウトの進め方が課題となっているが、これまでも効率を上げる努力を積み重ねてきており、今後もそうした取り組みを継続してまいりたい。

また、電源の運用に関しては、現場において、AIの活用やDXの推進といった観点で業務効率化に向けた様々な取り組みを進めている。難しい点もあるが、事業所の運営においても、1つの発電所単位ではなく、複数の発電所を一体的に運用する形態とするなど、さらなる効率化の余地があると認識している。設備面のみならず、いわゆるソフト面も含めた効率化の努力は継続して取り組むべきであり、着実に進めていく考えである。

Q21. 決算説明資料20ページに記載されているコーポレートPPAの業績影響や今後の成長性について、もう少し詳しく説明してほしい。また、先ほどの回答の中で「顧客へのソリューション提案において、グリーンビジネスに対する一定のニーズが存在する」との言及があったが、現時点において、脱炭素電源に対し、顧客側がどの程度魅力を感じているのか、可能な範囲で説明してほしい。

A21. コーポレートPPAの業績への影響について、現時点では、決算説明資料に記載した受注高や出力合計の数値から見ても、業績へのインパクトは、そこまで大きいとは言えない状況である。他方で、SBTi加盟企業の多くが2030年に中間目標を設定しているなど、今後2030年の中間目標の達成に向けて、ニーズが拡大していく可能性があると考えている。東北・新潟エリアには高いポテンシャルがあると認識しているため、現状に満足することなく、さらなる拡大を図るための取り組みを強化していく方針である。

当社エリア内は再生可能エネルギーの適地であることに加え、国のワット・ビット構想の動きも出てきたため、電源供給力の近くに需要を誘導する取り組みと適切にマッチングさせることで、今後の展開を加速させてまいりたい。

現時点での顧客ニーズは企業ごとに違いがあるが、GX-E-T-Sの導入など、環境価値に対する国の規制が一定程度進展すれば、企業側においても、そうした動きを考慮した設備対応や電力調達に関する検討が必要となるため、今後はそうした視点からもニーズが高まっていくと見込んでいる。

現状では、欧米系企業との取引が多い企業や輸出関連企業、GAFAとの関係を有する企業などにおいて、特に関心・ニーズが高いと捉えている。総じて言えば、東北・新潟エリアにおいても、こうした意識は徐々に高まりつつあり、足元でもその

傾向を感じている。当社としては、顧客ニーズに的確にお応えしながら、利益の拡大につなげてまいりたいと考えている。

Q22. 来年度からGX-E-TSの第2フェーズが始まり、排出量取引制度が段階的に導入される。現時点で見通せる範囲で、短期的、あるいは中長期的な業績への影響について、説明してほしい。

A22. GX-E-TXについては、来年度からの導入に向けて進められているところだが、導入当初については、無償排出枠となっており、また、その規制のかけ方についても、最初は実態を踏まえ、火力燃料種別の発電ベンチマーク指標を前提としつつ、目標に向けて、段階的に対応を強化していく方針と認識している。

したがって、当面の間は業績への影響は軽微だが、CO<sub>2</sub>の排出抑制という観点での制度であるため、現在の当社の発電事業の状況を踏まえれば、中長期的には一定の影響が出てくるものと考えている。現時点では価格などが見通せていないため、具体的な費用負担などについて数字感をもって申し上げるのは難しいことをご理解いただきたい。

以上